

Możliwości zagospodarowania gazu kopalnianego w Polsce dla celów energetycznych

Autor: Prof. nzw. dr hab. inż. Krzysztof Badyda, prodziekan Wydziału MEiL Politechniki Warszawskiej, Instytut Techniki Ciepłej.

(„Energetyka” – czerwiec 2008)

Zgodnie z niektórymi ocenami w polskich kopalniach przy wydobyciu węgla wydzielano się rocznie nawet do 1 mld m³ metanu. Tylko około czwarta część tego gazu trafia do instalacji odmetanowania. Część jest wykorzystywana, reszta trafia do atmosfery, wpływając negatywnie na klimat. W roku 2007, zgodnie z danymi Wyższego Urzędu Górniczego, z górotworu objętego eksploatacją górnictwem uwolniono się 878 mln m³ metanu, z czego ujęto w instalacjach odmetanowania 268 mln m³, a zagospodarowano energetycznie 165 mln m³. Metan, zgodnie z klasyfikacją IPCC, traktowany jest jako gaz cieplarniany o 21 (23) razy wyższej zdolności pochłaniania promieniowania podczerwonego Ziemi (tab. 1).

W gamie paliw uznawanych za odnawialne, zgodnie z obowiązującymi przepisami [1], mieszczą się biomasa oraz biogaz. Dodatkowo za energię elektryczną pochodzącą ze źródeł odnawialnych uznaje się energię z elektrowni wodnych, wiatrowych, słonecznych ogniw fotowoltaicznych i kolektorów oraz energię geotermalną. Lista nie w każdym przypadku jest jednoznaczna.

Do paliw dyskusyjnych w aspekcie uznania za odnawialne źródło energii można uznać między innymi właśnie gaz kopalniany. W roku 2003 złożony został poselski projekt nowelizacji ustawy *Prawo energetyczne* zmierzający do zaliczenia metanu z pokładów węgla do źródeł odnawialnych.

Rada Ministrów projektu nie przyjęła uznając go za sprzeczny z prawem unijnym [2]. Rząd uznał jednak ważność przytaczanych w projekcie poselskim argumentów ekologicznych oraz ekonomicznych i zaproponował dla wsparcia opłacalności zagospodarowania gazu kopalnianego wprowadzenie preferencji podatkowych.

W porównaniu z zużyciem krajowym gazu ziemnego wspomniana ilość wydzielanego metanu kopalnianego to nieco poniżej 10% zużycia gazu wysokomentanowego (tab. 2.), ale równocześnie w granicach 25% podaży gazu ziemnego ze źródeł krajowych. Emisja gazu kopalnianego to nie tylko zauważalny problem ekologiczny. Można ją traktować jako istotną stratę dla krajowego bilansu surowca potencjalnie możliwego do wykorzystania.

Ograniczenie emisji metanu to także źródło poprawy bilansu dla gazów cieplarnianych. Strukturę emisji metanu dla Polski w roku 2005 przedstawiono na rysunku 1. Polska jest trzydziestym w świecie emitentem tego gazu, z rocznym poziomem przekraczającym 3 mld m³. Około czwartej części tej emisji związana jest z górnictwem węglowym.

W dalszej części artykułu dokonano krótkiego przeglądu problematyki energetycznego wykorzystania gazu kopalnianego. Omówiono pokrótce cechy tego paliwa, stosowane sposoby jego zagospodarowania, związane efekty (techniczne, środowiskowe i ekonomiczne) oraz stan wykorzystania w Polsce i świecie na tle (uznanych) źródeł energii odnawialnej.

Tabela 1

Charakterystyka wybranych gazów uznawanych za powodujące efekt cieplarniany

Wyszczególnienie	CO ₂	CH ₄	CFC-11	CFC-12	N ₂ O	SF ₆
Okres życia w atmosferze, lata	50–200	10	65	130	150	3200
Zdolność pochłaniania prom. podczerwonego Ziemi (GWP ^{**})	1	21 (25)	4 600 (4 750)	10 600 (10 900)	310 (298)	23900 (22800)
Stężenie w atmosferze około 1800 r.	280 ppm	0,8 ppm	0	0	288 ppb	0
Stężenie w atmosferze w 1990 r.	353 ppm	1,72 ppm	280 ppt	484 ppt	310 ppb	
Stężenie w atmosferze w 1998 r.	365 ppm	1,745 ppm			314 ppb	4,2 ppm
Roczny przyrost stężenia w latach 90. XX w.	1,5 ppm	0,007 ppm	9,5 ppt	17 ppt	0,8 ppb	0,24 ppm
Roczny przyrost stężenia w latach 90. XX w.	0,5%	0,9%	4%	4%	0,25%	6%
Szacunkowy wpływ na efekt cieplarniany *	50%	19%	17% – freony i halony ogółem		4%	
Udział emisji antropogenicznej w całej emisji do atmosfery			100%	100%		100%

Freon CFC-11 (CCl₃F) – stosowany na przykład w materiałach izolacyjnych

Freon CFC-12 (CCl₂F₂) – cz. chłodniczy (w lodówkach, zamrażarkach i pompach ciepła)

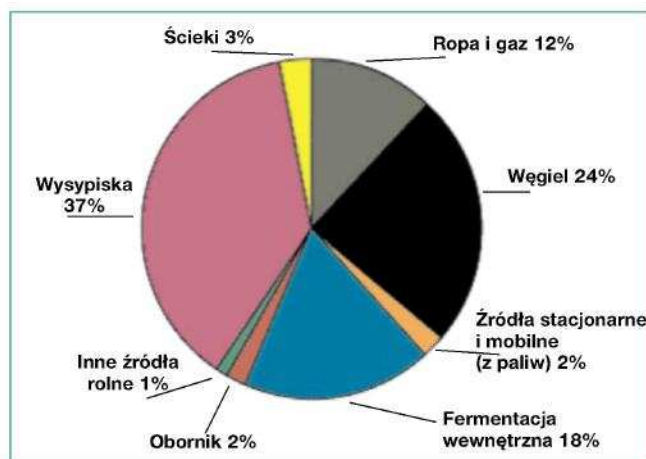
** Global Warming Potential – horyzont czasowy 100 lat – dane IPCC 1996 (2007)

* pozostałe gazy o istotnym wpływie na efekt cieplarniany to m.in.: ozon (około 8%), udział pary wodnej nie został uwzględniony.

Tabela 2

Zużycie gazu ziemnego w Polsce, mln m³ [3]

Rodzaj gazu	1995	2000	2004	2005
Gaz ziemny wysokometanowy	8 846	10 119	12 183	12 777
Gaz ziemny zaazotowany	2 875	3 028	3 359	3 527



Rys. 1. Struktura emisji metanu w Polsce, rok 2005, dane według [5]

Własności gazu kopalnianego (metanu kopalnianego)

Metan zakumulowany w pokładach węgla powstaje w procesie uwęglania substancji roślinnej, w trakcie którego wyróżnia się etapy:

- diagenety - to jest procesów fizycznych, chemicznych i biologicznych prowadzących do przeobrażenia substancji roślinnej w torf, a następnie węgiel brunatny,

- metamorfizmu - dalszego uwęglenia węgla brunatnego do postaci węgla kamiennego i antracytu.

Metan wydziela się w obu etapach, przy czym w każdym z nich odbywa się to w rezultacie działania innych mechanizmów. W trakcie zalegania złóż substancji roślinnej na znacznych głębokościach utrudnione jest przenikanie powstających gazów do atmosfery. Mogą one zostać zakumulowane w porowatej strukturze węgla oraz w przestrzeniach wolnych. Możliwość migracji gazów jest uzależniona od przepuszczalności złoża. Różnorodny skład i budowa skał mają wpływ na zmienność koncentracji metanu.

Zakumulowane w złożach ilości gazu kopalnianego są trudne do oszacowania. Roczna ilość metanu uwalnianego z tego źródła w Polsce oscylowała w granicach 1 mld m³ w 1995 r. poprzez 0,8 mld m³ w 2000 r. do wspomnianego 0,88 mld m³ w roku 2007. Emisja utrzymuje się więc na prawie niezmiennym poziomie, w warunkach malejącego pozyskiwania węgla. Liczba kopalni, w których występuje zagrożenie metanowe systematycznie zwiększa się. Jest to skutkiem podejmowania eksploatacji węgla na coraz większej głębokości i pozostawiania w eksploatacji zasobów o wysokiej metanowości relatywnej (objaśnienie poniżej).

Krajowe zasoby metanu kopalnianego związane są głównie z terenem Górnośląskiego Zagłębia Węglowego. Polska, obok Chin, USA, Ukrainy, Rosji, Korei Północnej oraz Australii należy, z udziałem około 2,7%, do największych emitentów metanu z górnictwa węglowego. Sektor ten w 2000 r. był odpowiedzialny za około 8% światowej emisji antropogennej metanu.

W Europie kopalnie węgla charakteryzujące się wysoką metanowością występują przede wszystkim na Ukrainie, w Rosji, Niemczech, Wielkiej Brytanii, także w Polsce. Emisja metanu kopalnianego we wszystkich tych krajach wykazuje się tendencją malejącą, w przeciwieństwie do trendów światowych. Globalnie obserwowany jest i dalej spodziewany jej wzrost (nawet o około 25% w roku 2020 w stosunku do roku 2000). Szczególnie wysoka dynamika wzrostu emisji w tym zakresie oczekiwana jest dla i tak dominujących Chin - z obecnego udziału 40% do nawet 45% na początku lat 20. obecnego stulecia [6].

Metan zakumulowany w złożach węgla kamiennego możliwy jest do pozyskania:

- w trakcie bieżącej eksploatacji węgla (w nomenklaturze anglojęzycznej spotyka się tu określenie CSM - Coal Seam Methane),
- z kopalni, w których zaprzestano wydobycia (do tego sposobu pozyskania odnosi się termin AMM - Abandoned Mines Methane),
- z pokładów dziewiczych (Coal Bed Methane - CBM albo Virgin CBM-VCBM).

Określenie CMM-Coal Mine Methane-stosowane bywa jako ogólnie związane z odzyskiwaniem metanu z kopalni czynnych i odstawionych, z podziałem na odsysany w kopalniach czynnych (Methane from Active Mines), odsysany z powietrza wentylacyjnego - VAM Ventilation Air Methane oraz metan z kopalni porzuconych, tj. AMM.

Własności gazu są zależne od złoża, sposobu jego pozyskania oraz zmienne w miarę upływu czasu i warunków jego eksploatacji. Podstawowe składniki czystego gazu ze złoża (CBM) to metan, dwutlenek węgla (tab. 3) oraz ewentualnie azot. W ilościach mniejszych lub

śladowych występować mogą przede wszystkim: tlenek węgla, wodór, hel, siarkowodór, chlorowodór, fluorowodór, amoniak i węglowodory o dłuższych łańcuchach. Proces odprowadzania gazu kopalnianego z pokładów węgla, zanim przeniknie on do powietrza wentylacyjnego, określany jest jako odmetanowanie. Wydzielanie gazu kopalnianego z węgla następuje nie tylko w procesie jego wydobycia, ale także później: w trakcie przeróbki, transportu czy składowania.

Zagospodarowanie gazu kopalnianego w czynnych, ale i wyłączonych z pracy kopalniach węgla jest koniecznością wynikającą z kilku względów, w tym bezpieczeństwa załogi, bezpieczeństwa sąsiedztwa kopalni oraz ochrony środowiska. Metan w powietrzu stwarza zagrożenie eksplozją przy stężeniu od 4,4 do 16,5%. Takie stężenie jest łatwe do osiągnięcia zarówno w czynnych jak i odstawionych z eksploatacji złożach węgla. Odmetanowanie jest prowadzone w kopalniach węgla kamiennego nie tyle z przyczyn ekonomicznych lecz bardziej jako warunek konieczny dla prowadzenia eksploatacji węgla.

Ograniczenie emisji metanu jako gazu cieplarnianego o potencjale grzewczym uznanym jako 21 (25) razy silniejszy niż dla CO₂, w warunkach handlu emisjami [7] jest związane z możliwością uzyskania przychodów (lub oszczędności kosztów) z tytułu jej ograniczenia. Spalanie gazu kopalnianego skutkuje powstaniem dwutlenku węgla w miejsce metanu i tym samym daje możliwość ograniczenia emisji (ekwiwalentnej w przeliczeniu na CO₂).

Z 1 kg metanu powstaje 2,75 kg dwutlenku węgla. Oszczędność emisji ekwiwalentnej gazów cieplarnianych wynikająca z samego procesu spalania jest tu więc równa 18,25 (22,25) kg na kilogram metanu. Dodatkowym efektem jest możliwość generacji energii w wyniku wykorzystania w instalacji energetycznej.

Tabela 3
Typowy skład chemiczny gazu kopalnianego, zależnie od źródła pozyskania, %

Składnik\gaz	CBM	CSM	AMM
CH ₄	90 – 98	25 – 60	60 – 80
CO ₂	2 – 5	1 – 6	8 – 15
CO	0	0,1 – 0,4	0
O ₂	0	7 – 17	0
N ₂	1 – 8	4 – 40	5 – 32

W praktyce gaz kopalniany pozyskiwany jest przede wszystkim w czynnych kopalniach węgla charakteryzujących się wysoką zawartością metanu odniesioną do zasobów (metanowością relatywną), również w kopalniach wyłączonych z eksploatacji, bądź równocześnie z pokładów eksploatowanych i nieczynnych. W obu przypadkach może to być proces o porównywalnej opłacalności (nieco mniej opłacalne jest pozyskiwanie energii z kopalni wyłączonych z eksploatacji). W Europie nie praktykuje się wydobywania gazu z dziewiczych pokładów węgla (jest to natomiast prowadzone na przykład w USA i Australii). Doświadczenia praktyczne w zagospodarowaniu metanu z wentylacji (VAM), na przykład zamiast powietrza do spalania w silnikach czy turbinach gazowych, jak dotąd istnieją tylko w Australii.

Tabela 4
Kategorie zagrożenia metanowego,
podział stosowany w polskich kopalniach

I Kategoria	metanonośność w zakresie 0,1–2,5 m ³ CH ₄ /tonę czystej substancji węglowej (bezwodnej i bezpopiołowej)
II Kategoria	metanonośność w zakresie 2,5–4,5 m ³ CH ₄ /tonę czystej substancji węglowej
III Kategoria	metanonośność w zakresie 4,5–8 m ³ CH ₄ /tonę czystej substancji węglowej
IV Kategoria	metanonośność powyżej 8 m ³ CH ₄ /tonę czystej substancji węglowej

W Polsce odmetanowanie prowadzone jest z reguły w pokładach zaliczanych do III i IV grupy zagrożenia metanowego (tab. 4). Najwyższą metanowością charakteryzują się w naszym kraju kopalnie należące do *Jastrzębskiej Spółki Węglowej*. Są one podstawowym krajowym producentem węgla koksującego. Tam też najpowszechniej prowadzone jest odmetanowanie.

W świecie wysoką metanowością charakteryzują się przykładowo liczne kopalnie na terenie byłego ZSRR, także amerykańskie, chińskie, niemieckie oraz czeskie. W skrajnych przypadkach odnotowuje się wydzielenie do 60 m³ metanu na tonę wydobywanego węgla. Wskaźniki emisji szacowane dla niektórych krajów, w tym dla Polski, przedstawiono w tabeli 5. Analogiczny wskaźnik dla Chin jest porównywalny z amerykańskim.

Tabela 5
Metanowość relatywna z podziemnego wydobycia węgla
dla wybranych krajów wg IPCC [6]

Kraj	Wskaźnik emisji metanu, m ³ /Mg
Kraje byłego ZSRR	17,8–22,2
Stany Zjednoczone	11,0–15,3
Niemcy	22,4
Wielka Brytania	15,3
Polska	6,8–12,0
Czechy	23,9
Australia	15,6

Istotnym czynnikiem sprzyjającym wzrostowi zainteresowania w ostatnim okresie rozbudową systemu zagospodarowania gazu kopalnianego był światowy wzrost popytu na koks, a tym samym węgiel dla koksownictwa. Doprowadziło to do radykalnej poprawy sytuacji ekonomicznej kopalni (metanowych) taki węgiel wydobywających, podobnie jak koksowni. Z tego względu były one bardziej skłonne do innowacyjnych inwestycji niż pozostałe zakłady wydobywcze.

Jak już wspomniano gaz kopalniany nie jest traktowany w Polsce wprost jako odnawialne źródło energii (nie figuruje na przytoczonej liście źródeł odnawialnych). To obniża co prawda atrakcyjność jego wykorzystania energetycznego, nie umożliwia bowiem uzyskania preferencyjnej ceny za sprzedawaną jako odnawialna energię (elektryczną). Wykorzystywany w źródłach skojarzonych okazać może się jednak atrakcyjny ekonomicznie ze względu na uzyskiwany efekt środowiskowy (ograniczenie emisji), efekty gospodarki skojarzonej oraz niski koszt pozyskania (jako dla ubocznego bądź wręcz odpadowego produktu wydobycia

węgla kamiennego). Inwestycje w zagospodarowanie gazu kopalnianego traktowane mogły być jako preferencyjne (z uwagi na ochronę środowiska). Zgodnie z zapisami § 2.1. rozporządzenia [4] w ramach pomocy mogą być wspierane inwestycje polegające w szczególności na: „budowie nowych lub przystosowaniu istniejących instalacji energetycznych do wykorzystywania metanu pochodzącego z odmetanowania kopalń węgla kamiennego i szybów wydobywczych ropy naftowej”. Gaz pozyskiwany z odmetanowania wydaje się tu traktowany jako źródło odnawialne, zgodnie z tytułem cytowanego dokumentu.

Rozporządzenie [4] modyfikowano w roku 2005 i 2006, po czym uchylono ustawą z roku 2004, wskazując na niezgodność z prawem Unii Europejskiej. Obecnie trwają prace (konsultacje społeczne) nad rozporządzeniem Ministra Środowiska dotyczącym tej samej kwestii co [4]. Cały bieg zdarzeń jest kolejnym czynnikiem związanym z zauważalnym brakiem konsekwencji w prawie krajowym dotyczącym ochrony przed nadmierną emisją gazu kopalnianego do atmosfery.

W przepisach niemieckich energia z metanu kopalnianego traktowana jest jako odnawialna (od roku 2000) - ze stałą gwarantowaną dopłatą do produkowanej energii elektrycznej. Jest to stawiane w Europie za przykład właściwego podejścia do rozważanego problemu. Sposobem na dalsze istotne podniesienie atrakcyjności zagospodarowania metanu jest włączenie tego gazu do systemu handlu emisjami (poprzez system certyfikatów). Powyższy problem rozwiązano w Niemczech już w roku 2005. W Polsce trwają wciąż prace, których skutkiem może być powstanie w najbliższym czasie takiej możliwości.

Sposoby zagospodarowania gazu kopalnianego

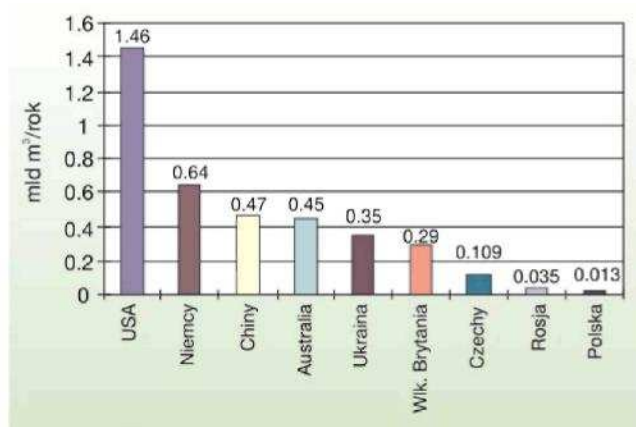
Sposoby zagospodarowania (utylicacji) gazu kopalnianego obejmują:

- wykorzystanie jako gazu sieciowego, zależnie od warunków, ze wzbogacaniem zawartości metanu (stosowane metody membranowe oraz adsorpcyjne) lub poprzez bezpośrednie zatłaczanie;
- wykorzystanie jako paliwa do generacji energii elektrycznej (lub w gospodarce skojarzonej) -w siłowniach parowych, turbinach gazowych, silnikach gazowych, ogniwach paliwowych i innych instalacjach energetycznych;
- wykorzystanie dla innych celów przemysłowych (spalanie dla celów grzewczych, technologicznych, odsalania, suszenia, utylizacji odpadów, produkcji gipsu, w przemyśle hutniczym, zastosowanie jako surowca chemicznego itd);
- spalanie w pochodniach (uzyskuje się tu jedynie wspomniany wcześniej efekt związany z ograniczeniem emisji metanu i zastąpieniem emisją CO₂) - stosowane ze względu na niskie koszty inwestycyjne.

Charakterystykę sposobów zagospodarowania syntetycznie ujęto w tabeli 6. Uwzględniono działania stosowane w zależności od źródła gazu w procesie technologicznym pozyskania węgla.

Skalę zagospodarowania metanu pozyskiwanego z pokładów węgla wśród największych krajów - producentów węgla zilustrowano na rysunku 2. Zestawienia dokonano według

danych [9] obejmujących projekty zrealizowane, będące w trakcie realizacji bądź planowane do 2004 roku.



Rys. 2. Ilość zagospodarowywanego rocznie metanu kopalnianego w krajach o największym wydobyciu węgla [6, 8] wg stanu w 2004 r.

Tabela 6

Charakterystyka sposobów zagospodarowania gazu kopalnianego według [13]

Technologia/parametr	Gaz odzyskiwany z powietrza wentylacyjnego	Gaz odzyskiwany z eksploatowanych pokładów	Gaz odzyskiwany z pokładów dziewiczych
Narzędzie odzysku	wentylatory	pionowe szyby odwierty w pokładach (poziome)	pionowe szyby odwierty w pokładach
Wyposażenie służące do odzysku	wentylatory, system przewodów	odwierty w pokładach oraz/lub wyposażenie na powierzchni, sprężarki oraz pompy	odwierty w pokładach oraz/lub wyposażenie na powierzchni, sprężarki oraz pompy
Wartość opałowa	niska (zawartość CH ₂ < 1% (zwykle poniżej 0,6%))	średnia (10-30 MJ/kg)	wysoka (do 37 MJ/kg)
Sposoby wykorzystania	w powietrzu do spalania w kotłach, silnikach tłokowych lub turbinach gazowych; konwersja na ciepło lub energię elektryczną w reaktorach (flow-reversal oxidisers)	wykorzystanie energetyczne; wprowadzenie do sieci gazowniczych (po uzdatnieniu); bezpośrednie wykorzystanie (np. przemysłowe)	jak z pokładów eksploatowanych, dodatkowo jako surowiec chemiczny
Dostępność	pierwsza grupa technologii dostępna, druga w fazie demonstracyjnej	technologie dostępne	technologie dostępne
Stosowalność	możliwość utylizacji zależna od warunków lokalnych	rozpowszechnione zależnie od lokalizacji	zależna od technologii (wydobicia), finansów i lokalizacji
Stopień redukcji metanu	odzysk 10–90%	do 50%	do 70%

Należy zaznaczyć, że dane dla Polski są tu znacząco (mniej więcej o rząd wielkości) zaniżone w stosunku do rzeczywistej aktywności krajowej w tej dziedzinie (por. tab. 8. oraz przytoczone we wstępie dane dla roku 2007). Jest to wynikiem niepełnej listy zgłoszeń projektów strony polskiej do bazy danych.

Jako największe w świecie projekty z zakresu zagospodarowania gazu kopalnianego wskazywane są:

- zespół elektrowni *Appin Tower* (Nowa Południowa Walia - Australia) o mocy 94 MW, wyposażony w 94 tłokowe silniki gazowe, każdy o mocy od 0,93 do 1,03 MW; gaz (CBM), w ilości około 190 mln m³ rocznie, dostarczany jest z trzech kopalni do dwóch elektrowni: *Appin Colliery* z 54 silnikami oraz *Tower Mine* z 40 silnikami;

- instalacja w kopalni *Moura* (Queensland - Australia) z roczną utylizacją 170 mln m³ metanu (CBM); eksploatacja zasobów gazu podejmowana jest w pokładach na 5 lat przed rozpoczęciem wydobycia węgla; wydobyty gaz dostarczany jest do sieci.

W Niemczech, w kraju (Landzie) Saary istnieje rozbudowany system sieciowy gazu kopalnianego zasilany przez kilka kopalni (12 stacji odmetanowania o łącznej zdolności przygotowania gazu do 60 000 m³/h, tj około 0,5 mld m³ rocznie), z licznymi odbiorcami przemysłowymi, w tym z sektora energetycznego (Saar Energie AG). Łączna długość magistralnej sieci gazu kopalnianego to ponad 100 km. Jako największa w świecie działająca na gazie kopalnianym (CMM) wskazywana jest przez koncern SAAR pracująca w tym systemie elektrownia *Fenne*, wyposażona w 14 silników tłokowych oraz turbinę gazową o łącznej mocy zainstalowanej 42 MW. Zużywa ona rocznie 70 mln m³ gazu kopalnianego w przeliczeniu na czysty metan.

W Polsce największy program opracowany został przez *Spółkę Energetyczną „Jastrzębie” S.A. (SEJ S.A.)*. Działalność Spółki w zakresie wykorzystania gazu kopalnianego obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła (również w skojarzeniu) oraz sprężonego powietrza i „chłodu”. Moc zainstalowana ogółem przekracza 570 MW po stronie ciepłowniczej, 110 MW po stronie elektrycznej (w tym silniki gazowe) i 5 MW w instalacjach chłodniczych. Znaczna część z tych zasobów zasilana jest paliwem węglowym. Skala zagospodarowania gazu kopalnianego jest jednak znacząca.

Tabela 7

Elektrociepłownie z gazowymi silnikami tłokowymi w Polsce,
gaz kopalniany jako paliwo

Obiekt	Moc el, MW	Rok uruchomienia	Liczba silników
Kopalnia <i>Krupiński</i>	3,4	1997	1
	4,0	2005	1
Kopalnia <i>Bielszowice</i>	0,54	1999	1
Kopalnia <i>Halemba</i>	0,54	1999	1
Kopalnia <i>Pniówek</i>	3,2/3,2	2000	2
	4,0	2006	1
Kopalnia <i>Budryk</i>	5,4	2003	3
Kopalnia <i>Borynia</i>	1,8?	2007 (maj)	1

Zużycie w przeliczeniu na czysty metan i warunki normalne sięga obecnie blisko 90 mln m³ rocznie (tab. 8).

W *SEJ S.A.* opracowany został długofalowy program wykorzystania gazu kopalnianego o koncentracji CH₄ na poziomie 50-60% - uzyskiwanych z odmetanowania kopalń - do celów gospodarczych w instalacjach energetycznych pracujących w skojarzeniu, tak istniejących jak nowo budowanych. W programie zakładane jest docelowe pełne wykorzystanie pozyskiwanego metanu kopalnianego drogą następujących przedsięwzięć [10]:

- rozbudowa układów kotłowych o nowe jednostki, modernizacja istniejących kotłów węglowych nadwupaliwowe (współspalanie gazu oraz węgla);
- przebudowa układów przesyłowych w celu zwiększenia możliwości przesyłu metanu;

- rozbudowa układów energetycznych o kolejne agregaty z silnikami gazowymi do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (kogeneracja);
- wykorzystanie skojarzonego układu energetycznego jako jednostki napędowej w instalacji centralnej klimatyzacji kopalni *Pniówek* oraz planowana budowa instalacji w kolejnych kopalniach (trójgeneracja);
- budowa instalacji wzbogacania mieszanek metanowych do parametrów wysokometanowego gazu sieciowego (GZ-50) i sprzedaż gazu do sieci komunalnej (instalacja o wydajności 2,500 m³/h).

Ujęcie i wykorzystanie metanu z gazu kopalnianego w JES S.A. w roku 2002 oraz 2004 [10]*

Tabela 8

Kopalnia	Ilość ujętego metanu, tys. m ³ /a		Ilość zagosp. metanu, tys. m ³ /a		Ilość zagosp. metanu, %		Sposób wykorzystania
	2002	2004	2002	2004	2002	2004	
Rok	2002	2004	2002	2004	2002	2004	
<i>Borynia</i>	1 431,8	2 429,4	566,5	1 162,8	40	48	kotły gazowe 2x1,2 MW
<i>Jas-Mos</i>	10 156,1	10 042,6	9 845,3	9 600	97	96	<i>EC Moszczenica</i>
<i>Krupiński</i>	18 951,2	32 425,6	11 627,3	13 414	61	41	silniki gazowe, kotły wodne, suszarnia flotokoncentratu
<i>Pniówek</i>	39 839,2	58 721,7	29 409,2	44 280,4	74	75	<i>EC Moszczenica</i> , <i>EC Zofiówka</i> , siln. gazowe, kotły
<i>Zofiówka</i>	16 219,4	20 408,2	16 191,9	19 985,9	100	98	<i>EC Zofiówka</i> , <i>EC Moszczenica</i>
Razem	86 598	124 028	67 640	88 443	78	71	

* W roku 2007 ujęto w JES S.A. 126,2 mln m³ oraz zagospodarowano 88,4 mln m³ metanu (70%) – wg PAP.

Przykładowe parametry gazu z odmetanowania jednej z kopalń JSW S.A. [11]

Tabela 9

Parametr	Wartość
CH ₄ , %	50,89
C ₂ H ₆ , %	0,0
C ₂ H ₄ , %	0,0
N ₂ , %	40,39
CO, %	0,0008
CO ₂ , %	1,37
O ₂ , %	7,35
H ₂ , %	0,0
Wartość opałowa, MJ/m ³	18,1
Gęstość w war. normalnych, kg/m ³	1,002
Masa cząsteczkowa, kg/kmol	22,41
Liczba Wobbego, MJ/m ³	20,56
H ₂ S, NO _x , siarka organiczna, %	0,0
Zawartość cząstek stałych, mg/m ³	1–2

Stopień wykorzystania gazu pozyskiwanego z odmetanowania pięciu kopalń JSW S.A. osiągnął poziom 70-80% (tab. 8.). Prowadzone są dalsze działania w kierunku jego intensyfikacji. W ostatnich latach rośnie udział nowych technologii zagospodarowania gazu

kopalnianego, głównie z wykorzystaniem silników tłokowych. Niewzbogacony gaz pozyskiwany z kopalni cechuje się stosunkowo wysoką zawartością azotu i znaczącą zawartością tlenu. Przykładowy jego skład chemiczny charakterystyczny dla kopalni JSW S.A., przedstawiono w tabeli 9.

SEJ S.A. nie jest jedynym w Polsce podmiotem prowadzącym zagospodarowanie gazu kopalnianego. Metan ze złóż węgla kamiennego w Polsce eksploatowany jest jednak wyłącznie na obszarze Górnego Śląska. Bliższe dane syntetyczne o zasobach metanu w krajowych kopalniach przedstawiono w dalszej części artykułu.

Zasoby metanu w polskich kopalniach

Struktura krajowego górnictwa węglowego ulegała w ciągu ostatnich lat licznym przekształceniom. Aktualną przynależność 34 czynnych kopalń do spółek węglowych przedstawiono w tabeli 10. Drukiem wytłuszczonym zaznaczono kopalnie metanowe. Prócz wymienionych na liście do metanowych zaliczają się także niektóre kopalnie zlikwidowane bądź będące w likwidacji. Zestawienie 15 krajowych kopalni o największej metanowości, według danych z roku 2003 podano na rysunku 3.

Całkowite zasoby metanu na obszarze Górnego Śląska były określane wielokrotnie przez różne ośrodki badawcze, przy czym istnieją duże rozbieżności odnośnie do wielkości szacowanych zasobów. Według szacunków krajowych jest to 300-400 mld m³. Szacunki amerykańskie (EPA1991) dochodziły nawet do 1300 mld m³.

Tak wielka rozbieżność pomiędzy ocenami krajowymi w stosunku do amerykańskiej wynikała z różnej metodyki oceny zasobów oraz nie w pełni trafnych założeń wyjściowych w tej ostatniej ocenie. Wydobywalne zasoby metanu kopalnianego udokumentowane w 44 złożach wynoszą 91,1 mld m³. Tylko 18 złóż zostało zagospodarowanych. Ich zasoby bilansowe wynoszą 12,4 mld m³.

Koszt zakupu energii z metanu kopalnianego może być istotnie (kilkakrotnie) niższy w stosunku do równoważnego zakupu energii w sieciowym gazie ziemnym. Wykazuje się też niższą dynamiką niż w przypadku gazu.

Technologie z wykorzystaniem silników tłokowych

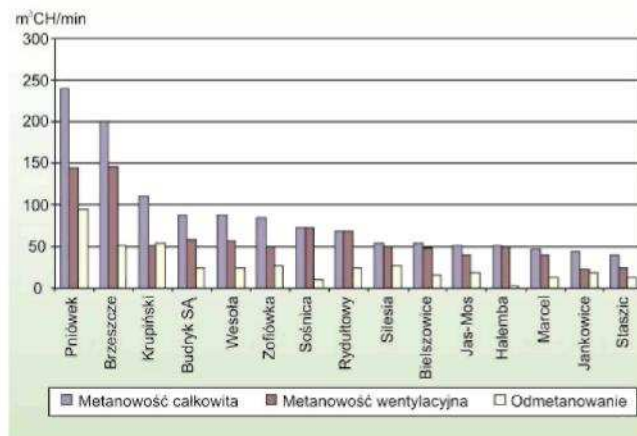
Próby energetycznego wykorzystania gazów pochodzenia przemysłowego z zastosowaniem silników tłokowych były i są prowadzone niewiele krócej niż upowszechnienie tych silników w technice motoryzacyjnej. Dobrym przykładem jest tu przedstawiony na rysunku 4 silnik gazowy zastosowany w oczyszczalni ścieków, a więc opalany biogazem fermentacyjnym, już w latach 20. ubiegłego wieku, a pracujący do chwili obecnej.

Tabela 10

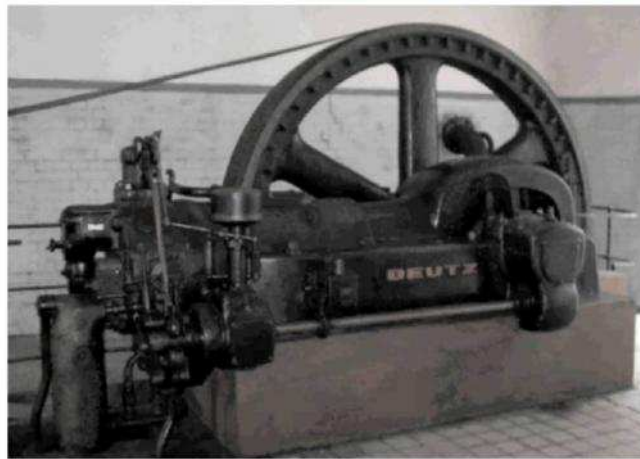
Wykaz czynnych kopalni
Wytłuszczonym drukiem zaznaczono kopalnie metanowe

Nr	Nazwa kopalni	Przynależność
1	KWK Bielszowice	KW S.A.
2	KWK Bobrek – Centrum	KW S.A.
3	KWK Bolestaw Śmiały	KW S.A.
4	KWK Bogdanka	
5	KWK Borynia	JSW S.A.
6	KWK Brzeszcze – Silesia	KW S.A.
7	KWK Budryk	JSW S.A.
8	KWK Chwałowice	KW S.A.
9	KWK Halemba- Wirek	KW S.A.
10	KWK Jankowice	KW S.A.
11	KWK Janina	PKE S.A.
12	KWK Jas – Mos	JSW S.A.
13	KWK Jadwiga	
14	KWK Katowice-Kleofas	KHoldW S.A.
15	KWK Kazimierz Juliusz	KHoldW S.A.
16	KWK Knurów	KW S.A.
17	KWK Krupiński	JSW S.A.
18	KWK Marcel	KW S.A.
19	KWK Murcki	KHoldW S.A.
20	KWK Mysłowice	KHoldW S.A.
21	KWK Piast	KW S.A.
22	KWK Pokój	KW S.A.
23	KWK Pniówek	JSW S.A.
24	KWK Rydułtowy – Anna	KW S.A.
25	KWK Sobieski	PKE S.A.
26	KWK Sośnica – Makoszowy	KW S.A.
27	KWK Staszic	KHoldW S.A.
28	KWK Szczygłowice	KW S.A.
29	KWK Wesoła	KHoldW S.A.
30	KWK Wieczorek	KHoldW S.A.
31	KWK Wujek – Śląsk	KHoldW S.A.
32	KWK Zakład Górniczy Piekary	KW S.A.
33	KWK Ziemowit	KW S.A.
34	KWK Zofiówka	JSW S.A.

KW S.A. – Kompania Węglowa S.A., JSW S.A. – Jastrzębska Spółka Węglowa S.A., PKE S.A. – Południowy Koncern Energetyczny S.A., KHoldW S.A. – Katowicki Holding Węglowy S.A.



Rys. 3. Kopalnie o największej metanowości w Polsce w 2003 r., m³CH₄/min



Rys. 4. Silnik gazowy, lata 20., „stara” oczyszczalnia ścieków w Bytomiu

Niektóre z paliw gazowych okazały się jednak na tyle trudne do zastosowania w silnikach, że do chwili obecnej brakuje możliwości ich wykorzystania w standardowej ofercie większości producentów. Do takich paliw zalicza się również, ze względu na zmienność parametrów i często ograniczoną zawartość składników palnych, gaz kopalniany. W Polsce w tym zakresie aktywni byli dotychczas jedynie dwaj producenci - *Deutz* i *GE Jennbacher* [8]. Jak wspomniano, do chwili obecnej uruchomiono 6 elektrociepłowni z 11 silnikami tłokowymi (tab. 7).

Pierwszym w Polsce agregatem silnikowym opalonym gazem kopalnianym był zabudowany w 1997 roku silnik w *EC Suszec* wykorzystujący gaz z odmetanowania kopalni *Krupiński*. Układ generujący w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło oraz zasilający w te media tę kopalnię uruchomiono w grudniu 1997 r. Agregat o początkowej mocy elektrycznej 2,7 MW poddano w roku 2003 modernizacji podnosząc moc do 3 MW.

W ostatnim okresie zabudowano tam kolejny agregat kogeneracyjny z silnikiem nowszej generacji, o nieco większej mocy.

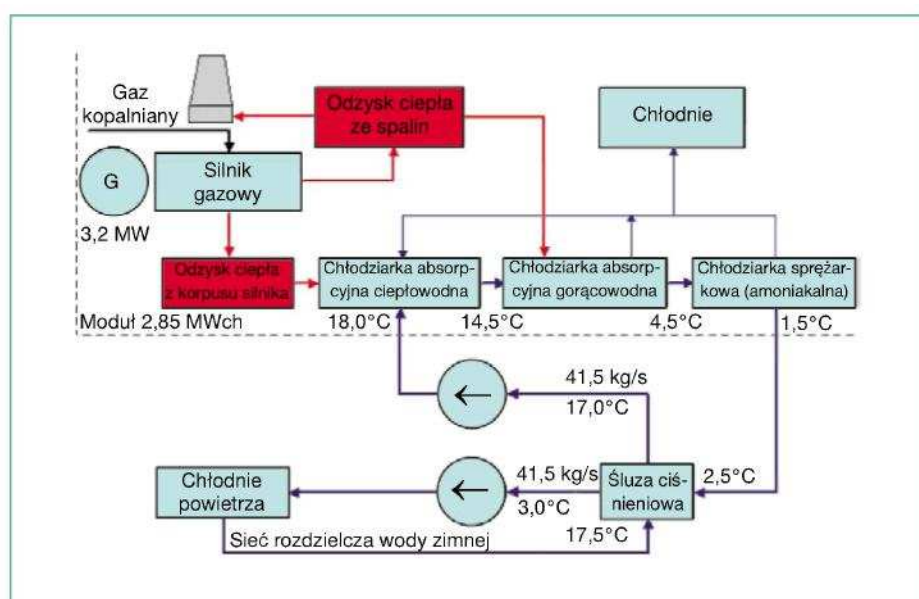
Schemat układu energetyczno-chłodniczego zasilającego centralną klimatyzację w kopalni *Pniówek* przedstawiono na rysunku 5 [12]. Dwa pracujące moduły zasilane są tu ciepłem odlotowym z silników tłokowych. Moc chłodnicza wynosi 5,7 MW. Łączna moc elektryczna jest równa 6,4 MW, a po odliczeniu potrzeb własnych - około 5,3 MW.

W kopalni eksploatowane są pokłady węgla o bardzo wysokiej, jednej z najwyższych w Europie, zawartości metanu (metanowość relatywna około $37 \text{ m}^3/\text{Mg}$). Gaz z odmetanowania złóż węgla wykorzystywany jest jako paliwo dla silników. Zasilana ciepłem odlotowym z agregatów instalacja centralnej klimatyzacji umożliwi poprawę warunków pracy pod ziemią. Temperatura powietrza na stanowiskach pracy w znacznej części obiektu (szczególnie głębiej położone pokłady) przekracza 28°C . Nośnikiem chłodu jest woda o temperaturze $1,5^\circ\text{C}$ i ciśnieniu 10 MPa. Rozprowadzanie zimnej wody do wyrobisk realizowane jest po zredukowaniu jej ciśnienia w śluzie (rys. 5).

W układzie pracują chłodziarki absorpcyjne oraz sprężarkowe. Te ostatnie potrzebne są do otrzymania wody o temperaturze $1,5^\circ\text{C}$. Alternatywnym (awaryjnym) źródłem energii dla urządzeń absorpcyjnych jest zewnętrzna w stosunku do omawianej instalacji sieć ciepłownicza. Możliwe jest także przekazywanie nadwyżek ciepła z elektrociepłowni do tej sieci. Omawiany obiekt stanowi więc (pierwszy w Polsce) przykład instalacji, w której w sposób skojarzony wytwarzane są energia elektryczna, ciepło oraz chłód.

Instalacja z agregatami silnikowymi powstała w 2000 r. i od tego czasu pozostaje w ciągłej eksploatacji. Na terenie elektrociepłowni działają kotły wodne pracujące na rzecz odbiorów ciepłowniczych. Cechą charakterystyczną obiektu jest bardzo rozbudowany układ sieci wody lodowej (kilkadziesiąt km długości rurociągów) o zmiennej w czasie konfiguracji. Układ sieci dostosowywany jest do aktualnych warunków eksploatacji kopalni.

Doświadczenia praktyczne zebrane w trakcie kilkuletniej już eksploatacji z obu wymienionych obiektów przedstawione zostały szczegółowo w obszernych publikacjach, w tym [10]. Wskazują one na opłacalność produkcji skojarzonej z wykorzystaniem silników oraz satysfakcjonującą niezawodność.



Rys. 5. Schemat układu energetyczno-chłodniczego z tłokowym silnikiem gazowym w EC *Pniówek*
Paliwo – gaz kopalniany o zawartości metanu około 50,60%

Podsumowanie

Jeśli gaz kopalniany zostanie uznany za odnawialne źródło energii podniesie to bardzo atrakcyjność inwestycji w jego zagospodarowanie - w związku z możliwością uzyskania zielonego certyfikatu.

Spalanie tego gazu, w momencie włączenia metanu do systemu handlu emisjami, jako gazu cieplarnianego, stałoby się bardzo opłacalne. Właściwie dobrane sposoby utylizacji, w tym wykorzystanie energetyczne, na przykład na potrzeby kogeneracji, mogą być źródłem dalszego wzrostu atrakcyjności tego surowca.

Obecnie w warunkach krajowych mamy do czynienia ze swego rodzaju „rozdwojeniem jaźni”. Metan kopalniany nie jest uznawany za paliwo odnawialne, a jednocześnie niektóre formy dofinansowania stosowane w naszym systemie wspierania ochrony środowiska wskazują na preferencyjne jego traktowanie.

LITERATURA

[1] Rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych w odnawialnych źródłach energii (Dz. U. Nr 267/2004, poz. 2656)

[2] *Przeгляд Rządowy* (2003), Nr 9 (147)

[3] *Mały Rocznik Statystyczny Polski 2007*. Zakład Wydawnictw Statystycznych, Warszawa 2007

[4] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 27 kwietnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków udzielania pomocy publicznej na inwestycje związane z odnawialnymi źródłami energii (Dz. U. Nr 98/2004, poz. 996)

[5] Global Anthropogenic Non-CO₂ Greenhouse Gas Emissions: 1990-2020. Office of Atmospheric Programs Climate Change Division U.S. Environmental Protection Agency, Washington, June 2006

[6] International Non CO₂ Greenhouse Gas Marginal Abatement Report. Draft Methane and Nitrous from Agricultural Sources (2005). United States Environmental Protection Agency EPA (www.epa.gov)

[7] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2003/87/WE z 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w ramach Wspólnoty i zmieniająca Dyrektywę 96/61/WE. Fakty Dokumenty Nr IV, grudzień 2003 (www.pse.pl)

[8] Badyda K.: Możliwości zagospodarowania gazów odpadowych na przykładzie gazu kopalnianego. Materiały Konferencji „Zintegrowane inteligentne systemy energii odnawialnej”, Częstochowa, wrzesień 2005

[9] Global Coal Mine Utilization: Promising Opportunities (2005) Coalbed Methane Extra. A Publication of the Coalbed Outreach Program (CMOP). June 2005

[10] Gatnar K. (2005): Trójkogeneracja - wytwarzanie ciepła, zimna i energii elektrycznej w oparciu o metan z odmetanowania kopalń JSW S.A. Materiały Międzynarodowej III Konferencji Naukowo Technicznej 2005 „Energetyka Gazowa”, T1, 229-247

[11] Skorek J., Kalina J. (2005): Gazowe układy kogeneracyjne. WNT Warszawa 2005

[12] Badyda K., Krzechowicz S.: Możliwości równoczesnej generacji energii elektrycznej, ciepła i chłodu w elektrociepłowniach z silnikami tłokowymi, *Ciepłownictwo w Polsce i na Świecie*, cz. I - Nr 5/6, 62-65, Nr 7/8, 96-98

[13] Bibbler C, Carothers P: Overview of coal mine gas use technologies. Second International Methane Mitigation Conference, Novosybirsk, June 2000